

**Репина Вера Андреевна**

**ВЕРОЯТНОСТНО-СТАТИСТИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ  
ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТОВ  
ПРИ ПОСТРОЕНИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ  
ТУРНЕЙСКИХ И ВИЗЕЙСКИХ ОБЪЕКТОВ РАЗРАБОТКИ  
НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ БАШКИРСКОГО СВОДА**

25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание ученой степени

кандидата технических наук

Пермь - 2020

Работа выполнена в ФГБОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

<b>Научный руководитель</b>	<b>Галкин Владислав Игнатьевич</b> заслуженный деятель наук РФ, доктор геолого-минералогических наук, профессор
<b>Официальные оппоненты</b>	<b>Антониади Дмитрий Георгиевич</b> доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой нефтегазового дела имени профессора Г.Т. Вартумяна, директор Института нефти, газа и энергетики, ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет» (г. Краснодар)  <b>Фоминых Олег Валентинович</b> кандидат технических наук, доцент, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений ФГБОУ ВПО «Тюменский индустриальный университет» (г. Тюмень)
<b>Ведущая организация</b>	ООО «ИНГЕОСЕРВИС» (г. Тюмень)

Защита диссертации состоится «14» апреля 2020 г. в 15 часов 00 минут на заседании диссертационного совета Пермского национального исследовательского политехнического университета Д ПНИПУ.05.05 по адресу: 614990, г. Пермь, ул. Комсомольский проспект, д.29, ауд. 345.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке на сайте ФГБОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет» ([www.pstu.ru](http://www.pstu.ru)).

Автореферат разослан «13» марта 2020 г.

Ученый секретарь диссертационного  
совета Д ПНИПУ.05.05,  
кандидат технических наук, доцент

И.Н. Пономарева

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

### **Актуальность темы исследования**

В настоящее время геолого-гидродинамическое моделирование широко используется в нефтегазовой отрасли, большинство разрабатываемых месторождений углеводородов имеют цифровой аналог в виде трехмерных моделей. Создание моделей месторождений должно основываться на максимально достоверной и качественной исходной информации. В «старых» нефтедобывающих регионах имеется значительный объем фактического геолого-промыслового материала, который необходимо использовать для повышения достоверности построения трехмерных геолого-гидродинамических моделей и повышения их качества. Это увеличивает надежность определения геологических и извлекаемых запасов углеводородного сырья. Анализ и обобщение имеющейся геолого-геофизической информации сходных по геологическому строению месторождений, позволяет использовать комплексный подход при создании трехмерных цифровых моделей залежей.

Данная диссертационная работа посвящена повышению качества трехмерного моделирования объектов разработки нефтегазовых месторождений Пермского Прикамья с применением методики прогнозирования одного из основных гидродинамических показателей – коэффициента проницаемости.

Одним из основных процессов адаптации фильтрационной модели на фактические промысловые данные является модификация значений коэффициента проницаемости. Настройка данного параметра при создании трехмерных моделей не является регламентированным процессом. Поэтому изменение значений коэффициента проницаемости в трехмерном пространстве моделируемого объекта, для достижения необходимого качества гидродинамической модели, носит субъективный характер. Научное обоснование методики прогнозирования значений коэффициента проницаемости при построении трехмерных моделей позволит повысить качество их создания, что позволит повысить точность оценки уровней добычи нефти в ближнесрочной и долгосрочной перспективе.

### **Объект исследования**

Гидродинамические модели визейских терригенных и турнейских карбонатных нефтегазоносных отложений месторождений Башкирского свода Пермского края, характеризующиеся наибольшим количеством запасов углеводородов в данном регионе.

### **Цель работы**

Научное обоснование использования вероятностно-статистических методов для повышения качества трехмерных гидродинамических моделей объектов разработки визейских терригенных и турнейских карбонатных пластов нефтегазовых месторождений Башкирского свода.

### **Основные задачи исследований:**

1. Анализ существующих методик определения коэффициента проницаемости пласта, особенности их применения при гидродинамическом моделировании.
2. Обоснование комплексного использования коэффициента пористости и объемной плотности пород коллекторов для оценки значений коэффициента проницаемости.
3. Построение моделей прогноза коэффициента проницаемости с помощью многомерных регрессионных уравнений, совместно учитывающих характеристики пористости и объемной плотности пород.
4. Создание гидродинамических моделей с использованием результатов расчета прогнозных значений коэффициента проницаемости.

### **Научная новизна работы**

- Предложено и обосновано совместное влияние коэффициента пористости и объемной плотности пород коллекторов на величину коэффициента проницаемости для терригенных и карбонатных объектов разработки нефтегазовых месторождений Башкирского свода;
- Разработан способ совместного использования коэффициента пористости и объемной плотности пород коллекторов для прогнозирования коэффициента проницаемости;
- Предложена и реализована методика оценки и объемного распределения коэффициента проницаемости при построении трехмерных моделей терригенных и карбонатных эксплуатационных объектов нефтегазовых месторождений Башкирского свода.

### **Защищаемые положения:**

1. Статистическое обоснование влияния физических характеристик осадочных горных пород на величину коэффициента проницаемости для терригенных и карбонатных пластов нефтегазовых месторождений Башкирского свода Пермского края.
2. Обоснование необходимости использования объемной плотности пород при прогнозировании коэффициента проницаемости.
3. Статистические модели прогноза коэффициента проницаемости визейских и турнейских отложений по характеристикам пористости и плотности пород.
4. Геолого-гидродинамические модели объектов разработки Гондыревского и Павловского нефтегазовых месторождений с использованием разработанной методики модификации куба коэффициента проницаемости.

### **Практическое значение работы и реализация результатов исследований**

Предложенная методика прогнозирования коэффициента проницаемости позволяет повысить качество геолого-гидродинамических моделей, что подтверждено для визейских терригенных и турнейских карбонатных объектов разработки Гондыревского и Павловского нефтегазовых месторождений. Прогнозирование коэффициента проницаемости с использованием коэффициента пористости и объемной плотности пород коллекторов обеспечивает наиболее обоснованное распределение фильтрационных свойств в объеме трехмерных моделей месторождений. Разработанные методики использованы при построении геолого-гидродинамических моделей изучаемых месторождений.

### **Фактический материал**

В работе использованы геолого-геофизические и промысловые характеристики пород, а также данные лабораторных исследований керна в объеме более 2200 определений по 17 нефтегазовым месторождениям Башкирского свода. Достоверность полученных результатов в работе подтверждена расчетами статистических критериев.

### **Апробация работы и публикации**

Основные результаты исследований докладывались на ежегодных всероссийских научно-технических конференциях ПНИПУ (Пермь 2011-2019), на ежегодных конференциях по итогам конкурса Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» на лучшую научно-техническую разработку молодых ученых и специалистов.

Автором по теме диссертационного исследования опубликовано 6 научных работ, в том числе 5 статей в ведущих рецензируемых научных изданиях и в изданиях, приравненных к ним (из них 2 работы опубликованы в периодических изданиях, индексируемых в базах Scopus и/или Web of Science).

### **Объем и структура работы**

Диссертация состоит из введения, четырех глав и заключения, списка использованных источников из 116 наименований. Текст изложен на 116 страницах машинописного текста, иллюстрирован 61 рисунком и содержит 12 таблиц.

Автор выражает свою искреннюю благодарность научному руководителю, заслуженному деятелю наук РФ, почетному нефтянику, доктору геолого-минералогических наук, профессору Владиславу Игнатьевичу Галкину. Автор признателен за конструктивную критику, внимание и поддержку сотрудникам кафедры «Геология нефти и газа» Пермского национального исследовательского политехнического университета.

## **СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

При создании трехмерных геолого-гидродинамической моделей нефтяных и газовых месторождений одним из наиболее важных параметров, влияющим на распределение и динамику фильтрационных потоков в пласте, является коэффициент проницаемости. Его значение определяется разными методами, существенно отличающимися между собой по масштабу, физическим принципам и условиям оценки коэффициента проницаемости. За длительный период разработки нефтегазовых месторождений на территории Пермского края накопился большой объем геологической и промысловой информации. Комплексное использование имеющихся данных позволит повысить качество и достоверность прогноза коэффициента проницаемости, а, следовательно, и построения трехмерных фильтрационных моделей месторождений.

### **Глава 1. Особенности геологического строения и нефтегазоносности терригенных и карбонатных отложений Башкирского свода.**

Башкирский свод является крупным тектоническим элементом Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, расположенной на юго-востоке Пермского края. Формирование свода начиналось в среднем девоне и продолжалось в нижнем и среднем карбоне вплоть до пермского времени. По количеству открытых и разрабатываемых нефтяных месторождений Башкирский свод занимает лидирующее положение на территории Пермского Прикамья.

Основная промышленная нефтеносность месторождений Башкирского свода связана с турнейскими (C1t) карбонатными и визейскими (C1v) терригенными отложениями каменноугольной системы. Промышленные залежи турнейских отложений приурочены к верхней части яруса. Нефтедержащими породами C1t отложений являются известняки. Характерной особенностью данных отложений является резкая изменчивость коллекторских свойств, как по разрезу, так и по площади. Нижневизейские отложения представлены песчаниками переслаивающимися, алевролитами и аргиллитами, встречаются редкие прослойки угля, известняков и доломитов. Терригенная толща визейского яруса является регионально развитой нефтегазоносной толщей. В разрезе толщи на большинстве нефтяных месторождений выделяются продуктивные пласты в бобриковском (C1bb) и тульском (C1tl)

горизонтах. Наиболее литологически выдержанными являются пласты бобриковского горизонта.

Для 17 промышленных нефтяных месторождений Башкирского свода выполнен статистический анализ значений геолого-физических характеристик визейских и турнейских пород коллекторов (табл. 1.1).

Таблица 1.1.

Сравнение средних значений геолого-физических характеристик по t-критерию Стьюдента турнейских (C1t), бобриковских (C1bb) и тульских (C1tl) коллекторов.

Показатели	Статистические характеристики			t-критерий Стьюдента p-достижимый уровень значимости	
	C1tl (n=40) (класс 1)	C1bb (n=29) (класс 2)	C1t (n=34) (класс 3)	t1-2 (C1t и C1bb)	t2-3 (C1bb и C1t)
	Ср.знач±СКО МИН – МАКС	Ср.знач±СКО МИН – МАКС	Ср.знач±СКО МИН – МАКС	p1-2	p2-3
Средняя а.о. залегания, м	<u>(-1257,68)±48,078</u> (-1338) – (-1160,3)	<u>(-1288,556)±57,476</u> (-1363,5) – (-1181,4)	<u>(-1321,425)±54,736</u> (-1435) – (-1215,4)	<b>2,260</b> <b>0,028</b>	<b>2,198</b> <b>0,032</b>
Общая толщина, h общ, м	<u>11,394±5,307</u> 3,6 – 23,1	<u>12,701±5,138</u> 3,51 – 21,5	<u>25,952±6,036</u> 15 – 42,8	-1,023 0,310	<b>-9,723</b> <b>0,000</b>
Общ. эф. нефт. толщина, h эф.н, м	<u>3,086±1,64</u> 1,4 – 11,4	<u>3,338±1,974</u> 0,9 – 8,4	<u>5,322±3,626</u> 0,8 – 13,4	-0,577 0,566	<b>-2,610</b> <b>0,011</b>
Кп, доли ед.	<u>0,189±0,016</u> 0,15 – 0,23	<u>0,198±0,020</u> 0,12 – 0,23	<u>0,118±0,020</u> 0,09 – 0,16	<b>-2,036</b> <b>0,046</b>	<b>16,767</b> <b>0,000</b>
Об. плотность, $\rho$ г/см <sup>3</sup>	<u>2,145±0,05</u> 2,03-2,28	<u>2,105±0,05</u> 2,03-2,28	<u>2,373±0,047</u> 2,21-2,47	<b>2,814</b> <b>0,007</b>	<b>-18,595</b> <b>0,000</b>
Коэф. нефт., Кн, доли ед.	<u>0,843±0,052</u> 0,71 – 0,94	<u>0,866±0,048</u> 0,74 – 0,95	<u>0,768±0,094</u> 0,61 – 0,94	-1,798 0,077	<b>4,883</b> <b>0,000</b>
Кпр, мД	<u>246±253</u> 4 – 984	<u>208±200</u> 1 – 677	<u>51±93</u> 0,5 – 380	0,661 0,511	<b>4,088</b> <b>0,000</b>
Кпесч, доли ед.	<u>0,395±0,133</u> 0,132 – 0,76	<u>0,431±0,21</u> 0,132 – 0,913	<u>0,396±0,164</u> 0,1 – 0,833	-0,858 0,394	0,715 0,477
Расчл., ед	<u>3,696±2,241</u> 1,0 – 12,3	<u>3,675±1,742</u> 1,0 – 7,0	<u>10,530±4,415</u> 2,71 – 19,0	0,041 0,967	<b>-7,962</b> <b>0,000</b>

Прим.: **жирным** выделены статистически значимые различия средних значений ( $p < 0,05$ )

Сравнение средних значений показателей с помощью t-критерия Стьюдента показало, что для турнейских и бобриковских коллекторов выявлены значимые статистические различия между средними значениями абсолютной отметки залегания, общей (hобщ) и эффективной нефтенасыщенной толщины (hэф.н), коэффициентов пористости (Кп), нефтенасыщенности (Кн), проницаемости (Кпр), расчлененности, объемной плотности ( $\rho$ ). При сравнении средних значений параметров терригенных отложений C1bb и C1tl значимое различие установлено только для Кп,  $\rho$  и средней абсолютной отметки залегания залежей.

Коэффициенты Кп и Кпр являются определяющими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) коллекторов. От обоснованности определения данных значений зависит величина коэффициента извлечения нефти, как основного показателя экономической составляющей процесса разработки нефтяных месторождений.

Влияние значений Кп на Кпр различно для терригенных и карбонатных коллекторов. Уравнения регрессии зависимости Кпр от Кп для карбонатных (C1t) и терригенных (C1bb, C1tl) отложений имеют следующие виды:

$$\begin{aligned} C1t: & \text{Кпр} = 0,004 + 0,429 * \text{Кп}; \quad r=0,071, \quad p=0,691; \\ C1bb: & \text{Кпр} = -0,473 + 3,471 * \text{Кп}; \quad r=0,334, \quad p=0,076; \\ C1tl: & \text{Кпр} = -1,095 + 7,080 * \text{Кп}; \quad r=0,469, \quad p=0,002. \end{aligned}$$

Анализ корреляционных полей и значений  $r$ , показывает, что между ними во всех трех случаях отсутствуют статистически значимые линейные связи. Для более детального изучения проницаемой части коллекторов привлечем к исследованию объемную плотность горной породы. Необходимость привлечения  $\rho$  к анализу обусловлено значительными различиями в строении пустотного пространства терригенных и карбонатных пород коллекторов. Визейские терригенные отложения C1v представлены алевролитом серым, пятнами с известковым цементом, с включениями песчаника, песчаником мелкозернистым светло-коричневым алевролитистым с глинистым пятнами и карбонатным цементом. В турнейских карбонатных отложениях C1t преобладают известняки со сгустковой и комковатой структурами, много известняков органогенно-детритовых (сгустково-детритовых, полидетритовых) и биоморфных (сгустково- и комковато-водорослевых с фораминиферами).

Указанные особенности в литологическом строении изучаемых пород приводят к различным взаимным зависимостям между  $K_p$ ,  $\rho$ , и  $K_{пр}$  для терригенных и карбонатных отложений. Статистически значимые значения  $t$ -критерия Стьюдента для  $\rho$  как при сопоставлении терригенных пород C1tl и C1bb между собой, так и при сравнении терригенных и карбонатных пород позволяет использовать  $\rho$ , как дополнительную характеристику при оценке  $K_{пр}$  коллекторов.

При рассмотрении стандартного комплекса ФЕС ( $K_p$ ,  $K_{пр}$ ) не происходит детального учета структуры пустотного пространства, которое зависит от минералогического и литологического состава отложений, способа упаковки частиц, диагенетических и катагенетических условий (приводящих к уплотнению и разуплотнению пород). Поэтому, для повышения качества прогнозных моделей ФЕС необходимо использовать дополнительные характеристики, учитывающие состав и свойства горной породы. Исследование и анализ совместного влияния  $K_p$  и  $\rho$  позволит усовершенствовать методику прогнозирования  $K_{пр}$  и распределения его в пространстве залежи.

## **Глава 2. Анализ методов определения коэффициента проницаемости в трехмерном геолого-гидродинамическом моделировании.**

В главе приведен обзор методов определения  $K_{пр}$  горных пород нефтегазоносных территорий. Проанализированы достоинства и недостатки каждого из методов. Проиллюстрирован масштаб исследований и определений коэффициента проницаемости при создании трехмерной модели месторождения нефти.

Коэффициент проницаемости определяется петрофизическими (керна), геофизическими (ГИС) и гидродинамическими (ГДИ) методами исследований. Граничные значения ФЕС определяются с учетом данных опробования и испытания скважин.

Оценка  $K_{пр}$  по данным ГДИ наиболее приближена к реальным процессам фильтрации в пласте, так как ГДИ более достоверно воспроизводят процессы фильтрации нефти. Но результаты ГДИ позволяют лишь косвенно оценивать осредненные значения ФЕС, поскольку данными исследованиями изучается только перфорированный интервал коллектора, без детальной картины распределения свойств в прискважинной области пласта.

Основой адекватных геолого-гидродинамических моделей является детальное обоснование исходных фильтрационно-емкостных свойств, при этом одним из наиболее важных факторов качественной адаптации является достоверная оценка коэффициента проницаемости и его интерполяция в межскважинном пространстве.

При создании геологической модели залежи трехмерное распределение значений  $K_{пр}$ , как правило, задается как петрофизическая зависимость  $K_{пр} = f(K_p)$ , определенная по

совокупности данных керн и ГИС. При построении гидродинамической модели необходимо учитывать весь объем имеющейся информации об объекте, в том числе и определения значений  $K_{пр}$  по данным ГДИ. Следовательно, при создании трехмерных моделей залежей нефти и газа сложной задачей является интерполяция и экстраполяция измерений фильтрационных свойств породы на межскважинное пространство, а также сопоставление, осреднение и масштабирование данных полученных по результатам анализа керн, ГИС и ГДИ.

Для визейского терригенного пласта Гондыревского нефтяного месторождения Башкирского свода, имеется комплекс ГИС, проведенный в 141 скважине, 75 лабораторных исследований керн по 25 образцам трех разведочных скважин и результаты ГДИ по 26 скважинам (табл. 2.1).

Нефтяная залежь визейского пласта размерами 3,3 на 6,3 км имеет трехмерный цифровой аналог – геолого-гидродинамическую модель, состоящую из 249 074 активных ячеек. Размерность ячейки по латерали 50x50 м., среднее значение толщины ячеек 0,76 м. Площадь нефтеносности составляет 63 376 тыс. м<sup>2</sup> и включает 62 281 ячейки в трехмерной модели. Таким образом, установлено, что в объеме нефтенасыщенной части залежи данным ГИС соответствует 5,4 % трехмерной модели, освещенность керн составляет менее 0,1 %, результаты ГДИ характеризуют 0,4 % от объема залежи (табл. 2.1).

Таблица 2.1

Сопоставление определений коэффициента проницаемости, определенного разными методами для визейского объекта разработки Гондыревского месторождения

Вид исследования	Количество определений, шт.	Количество скважин, шт.	Кол-во ячеек в контуре залежи ГД модели, шт.	Значение $K_{пр}$ , мД			
				min	max	среднее	% от объема трехмерной модели
кern	25	3	63	1,7	4 070	882	менее 0,1
ГИС	563	141	3 347	0,6	1 789,4	601	5,4
ГДИ	26	26	282	0,3	20 900	721	0,4

Отсюда видно, что только средние значения  $K_{пр}$  по разным видам исследований имеют близкие значения, тогда как максимальные пределы показателя кратно отличаются.

Все это значительно увеличивает неопределенность распределения  $K_{пр}$  в межскважинном пространстве при учете всех видов исследования на этапе создания трехмерной гидродинамической модели данного объекта.

Для решения задачи настройки  $K_{пр}$  адаптированного под фактическую работу скважин, рассмотрена возможность количественного перехода от  $K_{пр}$  по ГИС к коэффициенту проницаемости по ГДИ для визейских объектов Батырбайского и Красноярско-Куединского месторождений Башкирского свода. Статистически обосновано совместное изучение визейских терригенных объектов двух месторождений в объеме единой выборки данных [1].

С помощью пошагового регрессионного анализа построена многомерная статистическая модель, которая имеет следующий вид:

$$K_{пр\_ГДИ} = 18,93945 * K_{уд.прод} + 0,1453 * K_{пр\_ГИС} + 3,38382 * q + 14,375;$$

$$R = 0,560, p < 10^{-5},$$

где  $K_{уд.прод}$ , (т/сут)/(МПа\*м) - удельный коэффициент продуктивности;  $K_{пр\_ГИС}$ , мД - коэффициент проницаемости по данным ГИС;  $q$ , т/сут - дебит нефти.



Использование данной модели для вычисления модельного значения  $K_{пр}$  позволило значительно увеличить коэффициент корреляции ( $r$ ) при переходе от  $K_{пр\_ГИС}$  к  $K_{пр\_ГДИ}$  с 0,35 до 0,56 д.ед. на Батырбайской и Красноярско-Куединском месторождениях.

Значения  $K_{пр}$ , вычисленные по данной формуле, могут использоваться при создании трехмерных гидродинамических моделей месторождений аналогов в случае ограниченных определений  $K_{пр}$  по данным ГДИ [6].

### Глава 3. Исследование и анализ коэффициента проницаемости на основе петрофизических характеристик пород

В третьей главе на основании анализа данных керна 17 месторождений Башкирского свода доказано влияние значений  $K_{п}$  и  $\rho$  пород на изменение  $K_{пр}$ . Проанализировано 1249 определений визейских образцов керна и 981 определение по турнейским отложениям.

По мнению автора данной работы, совместное изучение влияния  $K_{п}$  и  $\rho$  на  $K_{пр}$  позволит более точно определить закономерности изменения значений  $K_{пр}$ . На рис. 3.1 приведены корреляционные поля между  $K_{пр}$  и  $K_{п}$ ,  $\rho$  и  $K_{п}$  и  $\rho$ .

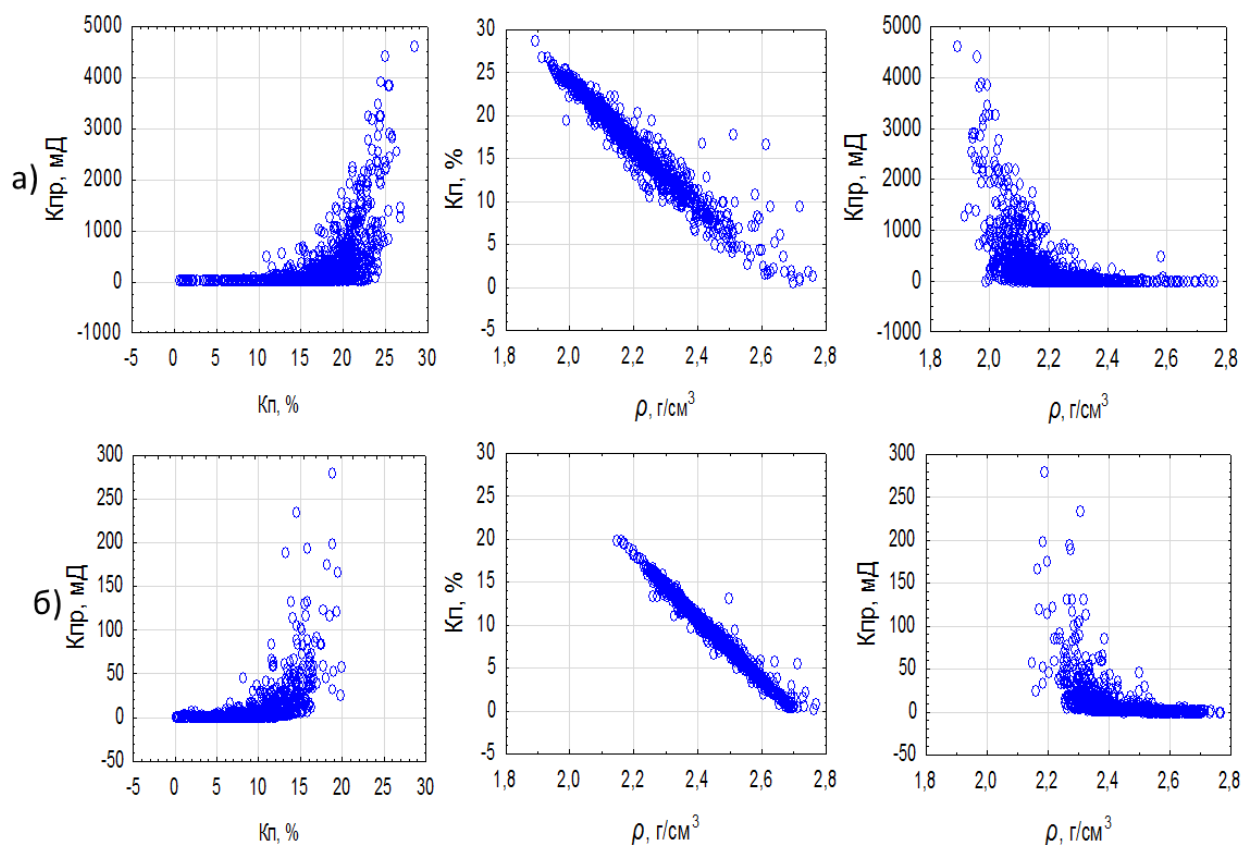


Рис. 3.1. Корреляционные поля между параметрами для визейских (а) и турнейских (б) коллекторов Башкирского свода.

Из проведенного статистического анализа установлено, что значения  $K_{п}$  для терригенных пород  $S1v$  изменяется от 0,1 до 28,6 %,  $K_{пр}$  находится в пределах от 0,1 до 4595 мД,  $\rho$  – 1,8-3,0 г/см<sup>3</sup>, для карбонатных пород  $S1t$  диапазон изменения показателей значительно меньше:  $K_{п}$  – 0,002-20%,  $K_{пр}$  – 0,001-278 мД,  $\rho$  – 2,1-2,8 г/см<sup>3</sup>.

Построенные зависимости показывают, что влияние  $K_{п}$  на  $K_{пр}$  для терригенных и карбонатных пород, во-первых, характеризуется высокой степенью нелинейности, и, во-вторых, вид этих нелинейностей существенно различается. Корреляционные поля между  $\rho$  и  $K_{п}$ , также имеют значительные отличия.

В результате анализа установлено, что для каждой пары параметров, на различных диапазонах значений, наблюдаются их различные соотношения.

Проанализируем диапазоны изменения  $K_{пр}$  и  $\rho$  более подробно с шагом изменения значений  $K_{п}$  в 5 % (табл. 3.1).

Таблица 3.1

Изменение  $K_{пр}$  и  $\rho$  в интервалах пористости пород

Показатель	Пласт	Интервал изменения $K_{п}$ , %					
		$K_{п} \leq 5$ %	$5 < K_{п} \leq 10$ %	$10 < K_{п} \leq 15$ %	$15 < K_{п} \leq 20$ %	$20 < K_{п} \leq 25$ %	$K_{п} > 25$ %
	n C1t	192	336	383	70	-	-
	n C1v	130	91	295	522	298	14
$K_{пр}$ , мД	C1t	$\frac{0,33 \pm 0,43}{0,001-6,23}$	$\frac{2,16 \pm 2,38}{0,001-46,25}$	$\frac{14,5 \pm 12,8}{0,31-233,5}$	$\frac{60,8 \pm 38,9}{3,79-278}$		
	C1v	$\frac{0,37 \pm 0,52}{0,00-7,07}$	$\frac{6,77 \pm 7,69}{0,03-112,55}$	$\frac{38,66 \pm 43,28}{0,16-644,20}$	$\frac{183,82 \pm 158,22}{0,20-1730}$	$\frac{782,33 \pm 574,72}{20,98-4408}$	$\frac{2538,27 \pm 869,76}{827,20-4595}$
$\rho$ , г/см <sup>3</sup>	C1t	$\frac{2,63 \pm 0,04}{2,52-2,77}$	$\frac{2,49 \pm 0,04}{2,38-2,71}$	$\frac{2,36 \pm 0,03}{2,261-2,5}$	$\frac{2,25 \pm 0,03}{2,148-2,296}$		
	C1v	$\frac{2,63 \pm 0,04}{2,65-0,12}$	$\frac{2,45 \pm 0,05}{2,36-2,72}$	$\frac{2,30 \pm 0,04}{2,18-2,58}$	$\frac{2,18 \pm 0,04}{1,99-2,61}$	$\frac{2,07 \pm 0,04}{1,96-3,06}$	$\frac{1,95 \pm 0,02}{1,89-1,99}$

Прим.:  $0,33 \pm 0,43$  – среднее значение параметра  $\pm$  среднеквадратичное отклонение  
 $0,001-6,23$  – минимальное – максимальные значения

Анализ данных таблицы показывает, что для отложений C1v и C1t влияние  $K_{п}$  и  $\rho$  на  $K_{пр}$  принципиально отличается в различных диапазонах. В интервале значений  $K_{п} \leq 5$  % среднее значения  $K_{пр}$  и  $\rho$  для терригенных и карбонатных пород практически не различны. Данному интервалу соответствуют 10 % от всех определений терригенных и 20 % от определений карбонатных пород. По своим фильтрационно-емкостным свойствам породы в указанном диапазоне значений параметров характеризуются как неколлектор. Для дальнейшего изучения обозначим горные породы с  $K_{п} \leq 5$  % как класс 1.

В интервале значений  $5 < K_{п} \leq 10$  % среднее значение  $K_{пр}$  для терригенных и карбонатных пород увеличивается в 18,3 и 6,5 раз соответственно, по сравнению с предыдущим интервалом. Среднее значение  $\rho$  уменьшается на 10 % от предыдущего интервала для C1v и C1t. Этому диапазону соответствуют 7 % определений терригенных C1v и 34 % карбонатных C1t образцов. Для интервала  $10 < K_{п} \leq 15$  % среднее значение  $K_{пр}$  сопоставимо увеличивается относительно предыдущего диапазона в 5,7 и 6,7 раз для отложений C1v и C1t. Интервалу  $10 < K_{п} \leq 15$  % соответствует 22 % определений терригенных и 39 % карбонатных образцов. При значениях  $15 < K_{п} \leq 20$  % среднее значение  $K_{пр}$  возрастает, относительно предыдущего интервала, для отложений C1v в 4,75 раз, для C1t в 4,2 раза по сравнению с предыдущим интервалом. Среднее значение  $\rho$  для C1v составляет 2,18 г/см<sup>3</sup>, для C1t – 2,25 г/см<sup>3</sup>. Диапазону  $15 < K_{п} \leq 20$  % соответствует 39 % определений терригенных и 7 % карбонатных образцов. Описанные выше интервалы значений показателей в большей степени соответствуют поровому типу коллектора и выделены в класс 2.

Значения  $K_{п} > 20$  % наблюдаются только для терригенных отложений C1v. При  $20 < K_{п} \leq 25$  % среднее значение  $K_{пр}$  возрастает в 4,2 раза, что соответствует 22 % определений. При значениях  $K_{п} > 25$  % среднее значение  $K_{пр}$  увеличивается в 3,3 раза относительно предыдущего интервала, составляя 1 % определений. Данные свойства пород соответствует понятию «суперколлектор», и сгруппированы автором в класс 3.

Вышеприведенные данные показывают, что значения  $K_{п}$ ,  $K_{пр}$  и  $\rho$  для изученных пород коллекторов значительно различаются. Для комплексного изучения различий трех выделенных классов используем пошаговый линейно-дискриминантный анализ (ЛДА) [2, 3].

В результате использования данного метода получены следующие линейные дискриминантные функции (ЛДФ):

С1v

$$Z_1 = 0,004053 * K_{\text{пр}} + 0,010890 * K_{\text{п}} - 0,046916 * \rho - 0,725276;$$

$$R = 0,887, \chi^2 = 6316,423, p < 10^{-5};$$

$$Z_2 = -0,00160 * K_{\text{пр}} + 0,19151 * K_{\text{п}} - 2,44153 * \rho + 3,57861;$$

$$R = 0,701, \chi^2 = 1917,848, p < 10^{-5}.$$

С1t

$$Z_1 = 0,53788 * K_{\text{п}} - 0,01026 * K_{\text{пр}} - 3,1199 * \rho + 2,90616;$$

$$R = 0,922, \chi^2 = 1914,086, p < 10^{-5};$$

$$Z_2 = -0,84471 * K_{\text{п}} - 0,96015 * K_{\text{пр}} - 1,06607 * \rho + 0,06078;$$

$$R = 0,239, \chi^2 = 57,824, p < 10^{-5}.$$

Формирование ЛДФ происходит в последовательности, приведенной в функциях. Анализ ЛДФ показал, что построенные функции для терригенных и карбонатных пород различаются, как по статистическим характеристикам  $R$  и  $\chi^2$ , так и по порядку использования показателей при формировании функций. Для терригенных пород С1v на первом месте при построении функции включен параметр  $K_{\text{пр}}$ , следующим по значимости является  $K_{\text{п}}$ , на третьем месте находится параметр  $\rho$ . При формировании ЛДФ для карбонатных пород С1t самым значимым параметром является  $K_{\text{п}}$ , далее, по степени влияния при делении на классы, следует  $K_{\text{пр}}$ , на последнем месте находится параметр  $\rho$ .

На рис. 3.1 показано соотношение между  $Z_1$  и  $Z_2$  для терригенных и карбонатных пород.

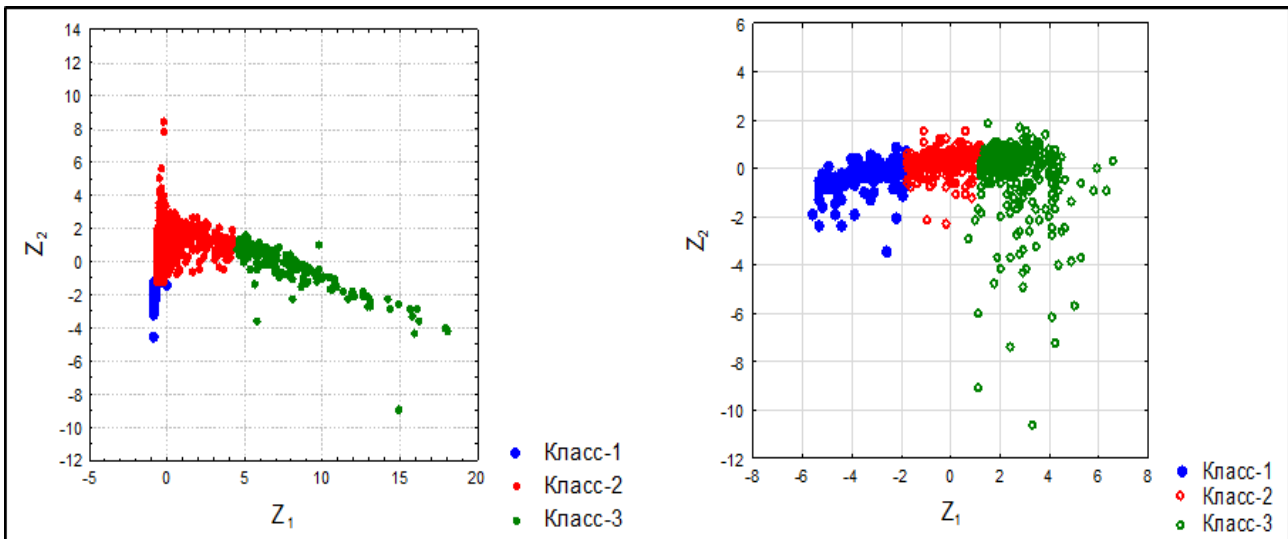


Рис.3.1. Соотношение между  $Z_1$  и  $Z_2$  для визейских терригенных (слева) и турнейских карбонатных (справа) пород.

Из рис. 3.1. видно, что по значениям  $Z_1$  и  $Z_2$  обозначенные классы хорошо различаются и не имеют существенных перекрытий. Разделение на классы терригенных пород С1v выполнено по значениям функций  $Z_1$  и  $Z_2$ , что подтверждается близкими значениями  $R$  для данных функций. При делении на классы карбонатных пород определяющими являются только значения функции  $Z_1$ , что хорошо видно из рис.3.1 и также подтверждается резко отличными для данных функций значениями  $R$  и  $\chi^2$ .

Характеристики  $K_{пр}$ ,  $K_{п}$  и  $\rho$  описывающие пустотное пространство терригенных и карбонатных пород выделенных классов существенно отличаются, о чем свидетельствуют данные приведенные в табл. 3.2.

Таблица 3.2.

Статистические характеристики значений  $K_{пр}$ ,  $K_{п}$ ,  $\rho$  по классам

Показатели		Средние значения показателей $\pm \sigma$		
		Класс 1	Класс 2	Класс 3
$K_{пр}$ , мД	C1v	0,97 $\pm$ 1,05	646 $\pm$ 316,6	1026,8 $\pm$ 770,8
	C1t	0,36 $\pm$ 0,43	3,17 $\pm$ 3,29	25,31 $\pm$ 22,99
$K_{п}$ , %	C1v	4,1 $\pm$ 2,03	17 $\pm$ 4,32	21,2 $\pm$ 2,4
	C1t	3,3 $\pm$ 1,6	8,5 $\pm$ 1,3	13,4 $\pm$ 1,5
$\rho$ , г/см <sup>3</sup>	C1v	2,55 $\pm$ 0,12	2,23 $\pm$ 0,19	2,15 $\pm$ 0,2
	C1t	2,61 $\pm$ 0,05	2,46 $\pm$ 0,04	2,33 $\pm$ 0,04

При анализе табл. 3.2 можно отметить, что по всем показателям для первого выделенного класса (неколлектор) средние значения показателей близки для терригенных C1v и карбонатных C1t отложений. Для второго класса поровых коллекторов и третьего класса, так называемых «суперколлекторов», значения  $K_{п}$  и  $K_{пр}$  намного выше для терригенных пород.

Для прогноза значений  $K_{пр}$  построены многомерные уравнения регрессии с учетом выделенных классов.

Для терригенных отложений C1v уравнения регрессии имеют следующий вид:

$$\text{класс 1: } K_{пр} = 13,89 + 4,30 * K_{п} - 9,34 * \rho; \quad R=0,287; \quad p=0,251;$$

$$\text{класс 2: } K_{пр} = -530,22 + 48,81 * K_{п} - 26,52 * \rho; \quad R=0,685; \quad p < 10^{-5};$$

$$\text{класс 3: } K_{пр} = 1350,24 + 38,60 * K_{п} - 52,21 * \rho; \quad R=0,120; \quad p=0,365.$$

Для карбонатных отложений C1t уравнения регрессии имеют следующий вид:

$$\text{класс 1: } K_{пр} = -0,64 + 0,06 * K_{п} + 0,31 * \rho; \quad R=0,113; \quad p=0,189;$$

$$\text{класс 2: } K_{пр} = -273,63 + 3,80 * K_{п} + 99,25 * \rho; \quad R=0,362; \quad p < 10^{-5};$$

$$\text{класс 3: } K_{пр} = -140,23 + 11,06 * K_{п} + 7,47 * \rho; \quad R=0,564; \quad p < 10^{-5}.$$

Формирование уравнений регрессии отличается для терригенных и карбонатных пород. Для терригенных отложений C1v на первом шаге построения модели включен показатель  $K_{п}$  с положительным коэффициентом, знак при  $\rho$  отрицательный для всех трех классов. Это свидетельствует о том, что формирование значения  $K_{пр}$  по совокупности  $K_{п}$  и  $\rho$  носит дифференцированный характер. Это является важным при формировании  $K_{пр}$ , т.к. корректирует «классическую» (по ГИС) логарифмическую зависимость  $K_{пр}$  от  $K_{п}$ . Таким образом, при распределении  $K_{пр}$  в трехмерном пространстве залежи нефти и газа можно использовать уточненную интерполяцию показателя с дополнительным привлечением данных плотности  $\rho$ .

Для визейских терригенных отложений C1v из полученных моделей следует, что максимальным значением коэффициента R, максимальным значениям критерия t для свободного члена уравнения регрессии, а также регрессионных коэффициентов при  $K_{п}$  и  $\rho$  обладает модель, построенная для 2 класса поровых коллекторов [4].

Для карбонатных отложений  $C1t$  на первом шаге построения модели включен показатель  $Kп$  с положительным коэффициентом для всех классов. Максимальный коэффициент  $R$  для  $Kп$  соответствует 3 классу. Параметр  $\rho$  включен в модель на втором шаге построения с положительным коэффициентом для всех классов. Что указывает на то, что данный показатель увеличивает фильтрационную характеристику пород.

Различие многомерных моделей прогноза  $Kпр$  для терригенных и карбонатных отложений связано с особенностями процессов их формирования и катагенеза.

В полученных моделях прогноза  $Kпр$  для карбонатных отложений  $C1t$ , положительные коэффициенты при  $Kп$  указывают на прямо пропорциональную зависимость  $Kпр$  от  $Kп$ , при этом угловые коэффициенты при  $\rho$  так же положительные, для всех трех классов. Прямые связи между  $Kпр$  и  $\rho$ , возможно связаны с влиянием минералогического состава известняков на структуру порового пространства.

Для карбонатных отложений основными минералами, слагающими породу, являются кальцит и доломит. Удельный вес кальцита составляет  $2,6-2,8 \text{ г/см}^3$ , для химически чистых кристаллов  $2,72 \text{ г/см}^3$ , арагонита –  $2,9-3,0 \text{ г/см}^3$ , доломита –  $1,8-2,95 \text{ г/см}^3$ . Имеющиеся литературные данные указывают на то, что полное замещение кальцита доломитом приводит к уменьшению объема твердой фазы на 12,5 % и соответственно возрастанию пористости на эту величину. При неполной доломитизации известняка величина пористости будет иметь промежуточное значение.

Так же следует отметить, что применение объемной плотности в моделях прогноза  $Kпр$  является более предпочтительным, так как  $\rho$  проще поддается оценке в межскважинном пространстве (например, по данным сейсморазведки). Таким образом, она может быть применена при создании трехмерных кубов  $Kпр$  в геолого-гидродинамическом моделировании.

Для терригенных отложений основным минералом, слагающим породу, является кварц, удельный вес которого  $2,5-2,8 \text{ г/см}^3$ , полевой шпат от  $2,61 \text{ г/см}^3$  (альбит) до  $2,76 \text{ г/см}^3$  (анортит), глинистые минералы: каолин  $2,5-2,7 \text{ г/см}^3$ , иллит  $2,6 - 2,9 \text{ г/см}^3$  и другие. При присутствии других глинистых минералов, они «прилипают» к зернам крупных частиц образуя часто изометричные зерна неправильной формы, увеличивая при этом плотность породы, уменьшая фильтрационные каналы между зернами минералов и повышая объемную плотность породы.

Построенные многомерные уравнения регрессии для прогнозирования  $Kпр$  получены на значительном количестве фактического kernового материала терригенных  $C1v$  и карбонатных  $C1t$  отложений по скважинам Башкирского свода на территории Пермского края. Устойчивые связи при оценке  $Kпр$  по многомерным зависимостям (высокие значения  $R$ ) установлены только для класса поровых коллекторов. Наиболее достоверный прогноз проницаемости актуален именно для данного типа коллекторов. Оценка  $Kпр$  в неколлекторах, ввиду отсутствия в них движения нефти, в большинстве случаев лишена практического смысла. Доля же скважин, с «суперколлектором» не превышает нескольких процентов.

## Глава 4. Геолого-гидродинамические модели объектов разработки нефтегазовых месторождений Башкирского свода

Практическое использование предложенной методики прогнозирования  $K_{пр}$  по  $K_p$  и  $\rho$  реализовано при построении трехмерной геолого-гидродинамической модели визейского объекта Гондыревского месторождения. В специализированном программном обеспечении Igar RMS и Tempest MORE компании ROXAR выполнено создание двух вариантов геолого-гидродинамической модели данного эксплуатационного объекта с разной методикой моделирования трехмерного куба  $K_{пр}$ . Необходимо отметить, что распределение коэффициента проницаемости по двум вариантам расчета выполнено как начальный этап адаптации фильтрационной модели к истории разработки, без дополнительных модификаций поскважинной настройки.

На рис. 4.1 представлены распределения  $K_{пр}$  в кубах. В первом случае (рис. 4.1.а) при моделировании куба коэффициента проницаемости использовалась стандартная методика оценки  $K_{пр}$  по данным ГИС, при этом зависимость имеет вид  $\ln(K_{пр})=0.712 \cdot K_p - 9.2516$ . Во втором (рис. 4.1.б) – куб  $K_{пр}$  формировался с использованием уравнений регрессии для классов коллекторов по разработанной методике.

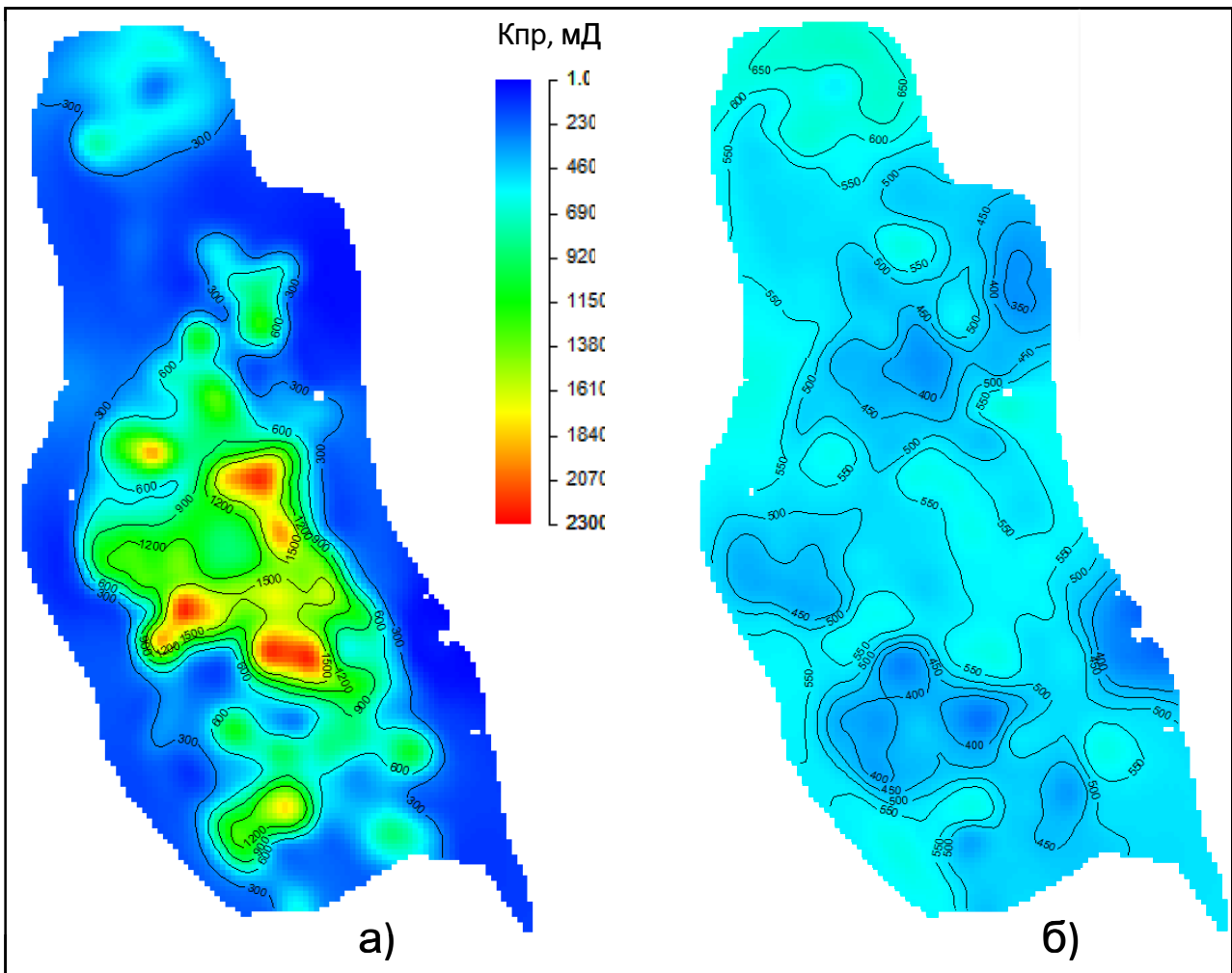


Рис.4.1. Распределение  $K_{пр}$  по площади залежи а) по данным ГИС; б) модифицированное по предложенной методике.

Отсюда видно, что в модифицированном варианте значения  $K_{пр}$ , в объеме залежи, изменяются в значительно меньших пределах. Так, если при стандартной методике значение  $K_{пр}$  локально превышает 1000 мД, то в модифицированном – большинство определений

находятся в диапазоне 400-550 мД. В модифицированном варианте (рис.4.1.б) в отличие от стандартного, пространственное распределение Кпр значительно более однородно, и не имеет резких изменений [5].

Для имеющихся кубов Кпр выполнены расчеты по воспроизведению истории разработки 124 скважин визейского эксплуатационного объекта Гондыревского месторождения. Первоначально для двух вариантов проведем сравнение фактических и модельных значений по накопленной добыче нефти. Сравнение выполним по величине расхождений ( $\Delta$ ) фактической накопленной добычи нефти ( $Q_n$ ) от накопленной добычи нефти по расчетам с исходным ( $Q_n^{MG}$ ) и модифицированным кубом коэффициента проницаемости ( $Q_n^{MM}$ ). Результаты сопоставления представлены на рис. 4.2. Отсюда видно, что на всем временном диапазоне отмечается лучшая сходимость расчетной и фактической накопленной добычи нефти по варианту с модифицированным коэффициентом проницаемости, особенно в начальный период разработки объекта.

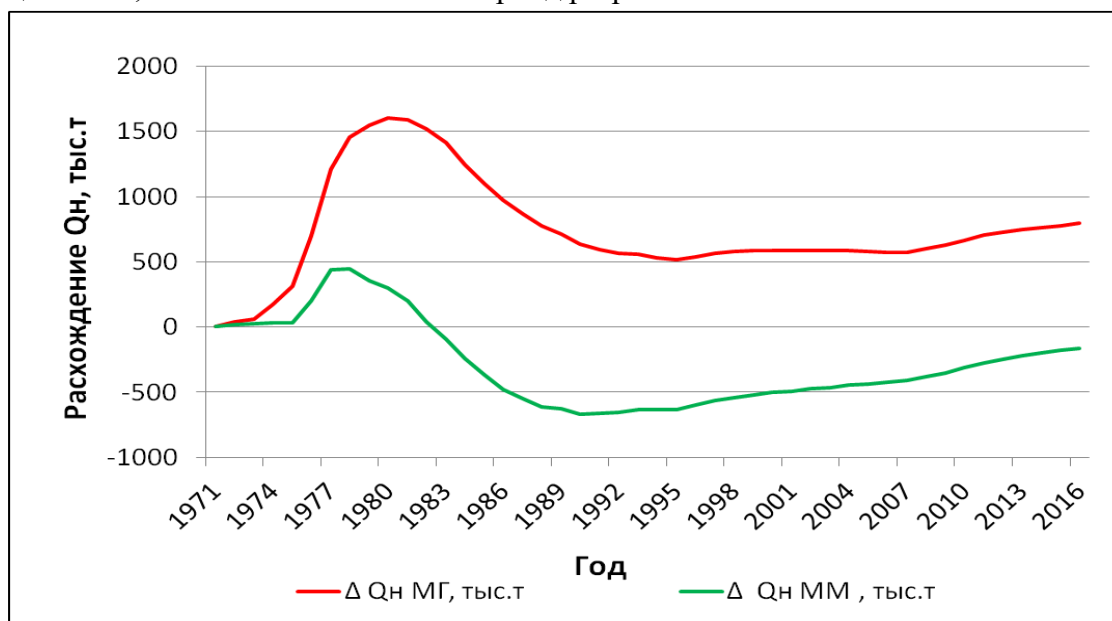


Рис. 4.2. Сопоставление расхождений накопленной добычи нефти  $Q_n$  Гондыревского месторождения по вариантам расчетов при стандартном ( $\Delta Q_n^{MG}$ ) и модифицированном ( $\Delta Q_n^{MM}$ ) коэффициенте проницаемости.

Расхождение по стандартной методике за весь период разработки принимает только положительные значения, максимальное отклонение отмечается в период 1971-1991 гг. Тогда как расхождение по разработанной методике имеет как положительные, так и отрицательные значения. Минимальное расхождение отмечается с 1971 до 1983 г. Необходимо отметить, что начальный период разработки объекта в первую очередь связан с геологическими характеристиками пласта, в том числе и Кпр, как основным фильтрационным показателем. На более поздних стадиях разработки, процесс вытеснения углеводородов зависит от эффективности реализуемой сетки скважин, системы разработки, мероприятий по оптимизации добычи нефти.

На примере высокодебитной скважины №365 с поровым типом коллектора проведено сравнение коэффициента проницаемости в разрезе трехмерного куба Кпр до и после модификации (рис. 4.3), а также сопоставление фактических и модельных значений дебита нефти (рис. 4.4). Очевидно, что адаптация истории разработки при модифицированном коэффициенте проницаемости является предпочтительней.

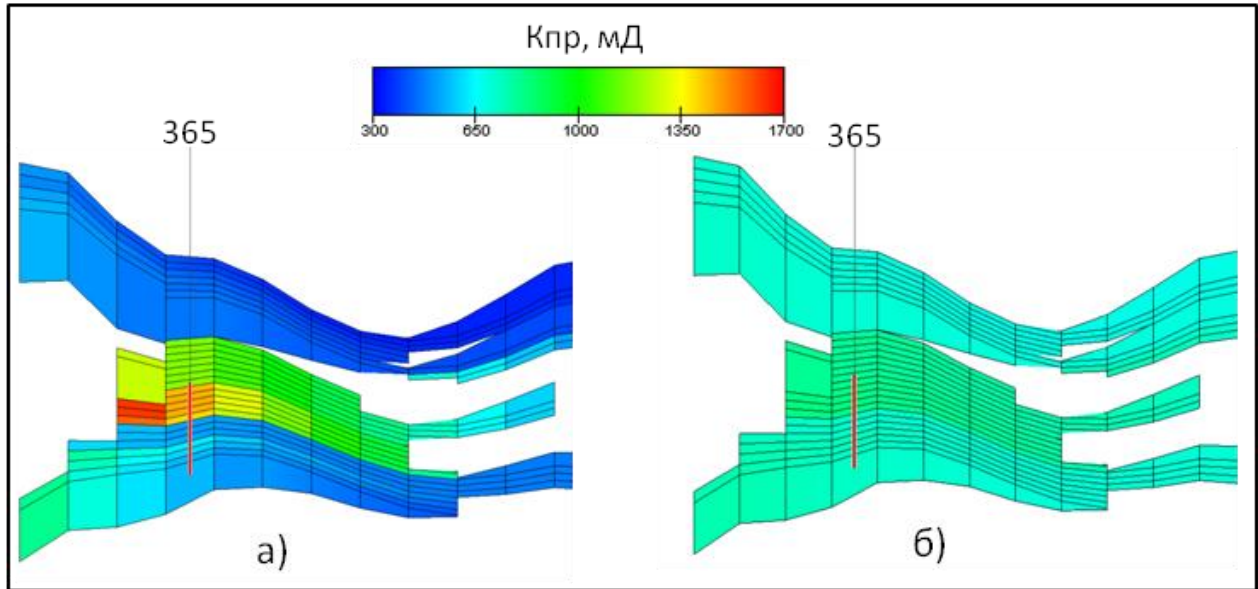


Рис. 4.3. Распределение коэффициента проницаемости  $K_{пр}$  в разрезе скв.№365 Гондыревского месторождения а) по данным ГИС; б) модифицированная по предложенной методике.

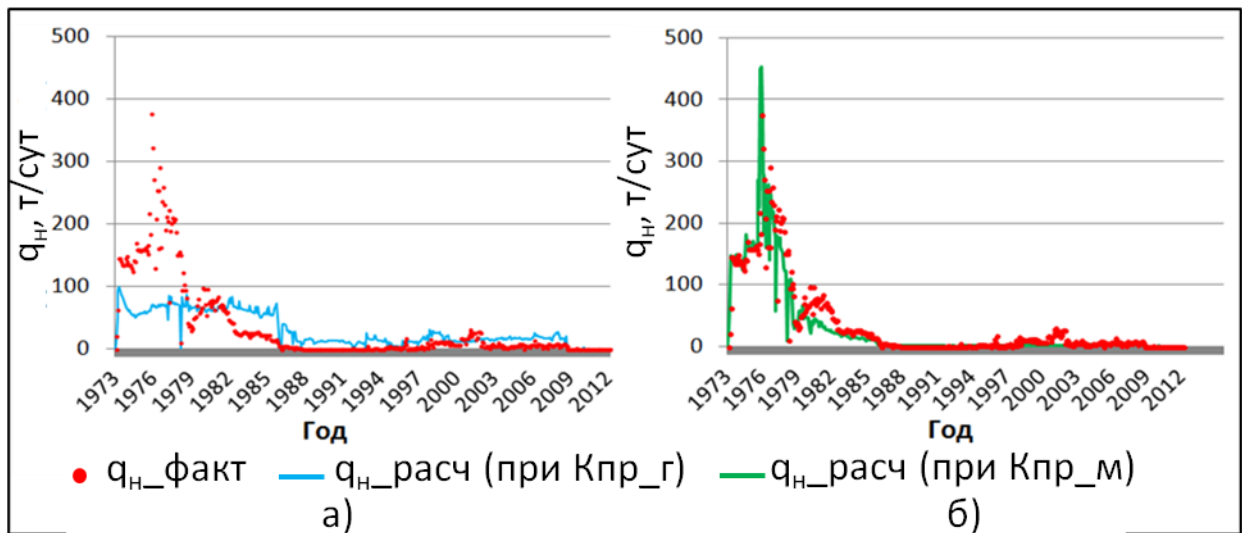


Рис. 4.4. Сопоставление расчетного ( $q_{н\_расч}$ ) и фактического ( $q_{н\_факт}$ ) дебита нефти скв.№365 Гондыревского месторождения по вариантам расчетов а) при исходном и б) модифицированном значении  $K_{пр}$ .

В целом, наибольшие погрешности при адаптации истории разработки по стандартной методике моделирования куба  $K_{пр}$  установлены на начальных стадиях разработки. Проиллюстрируем это, на примере 21 высокодебитной скважине, работающей в начальный период эксплуатации залежи (рис.4.5).



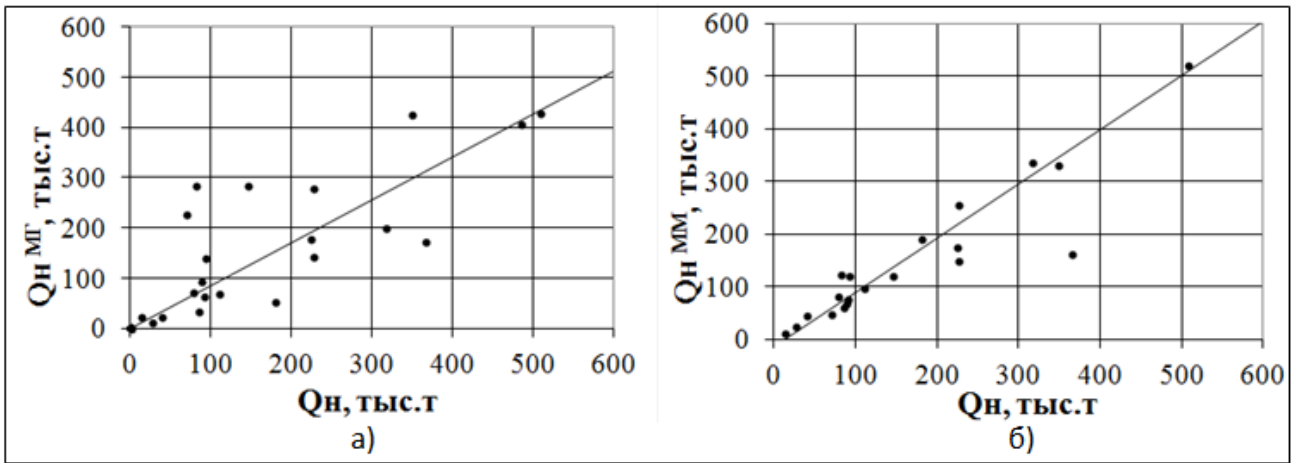


Рис.4.5. Корреляционные поля между фактической накопленной добычей нефти ( $Q_n$ ) и результатами расчетов: а) по варианту расчета ( $Q_n^{МГ}$ ); б) по варианту расчета ( $Q_n^{ММ}$ )

Видно, что по расчету с модифицированным  $K_{пр}$  отмечается высокая сходимость расчетных и фактических показателей ( $r=0,92$ ). Для варианта стандартной оценки  $K_{пр}$  сходимость существенно ниже ( $r=0,76$ ).

На рис. 4.6 показаны примеры расхождения накопленной добычи нефти по сравниваемым вариантам расчетов, за весь период разработки объекта, по ряду скважин.

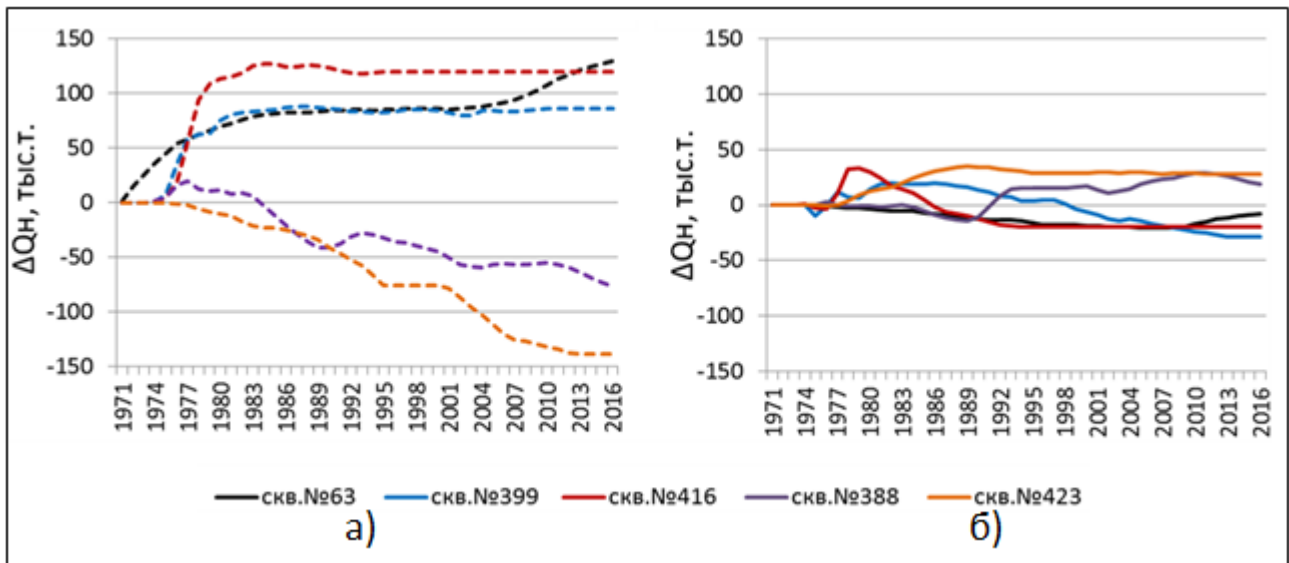


Рис.4.6. Сопоставление расхождений накопленной добычи нефти ( $\Delta Q_n$ ) высокодебитных скважин Гондыревского месторождения по вариантам расчетов а) при стандартном и б) модифицированном  $K_{пр}$ .

Практическое использование разработанной методики прогнозирования  $K_{пр}$  для турнейских карбонатных отложений  $S_{1t}$  реализовано при построении трехмерной геолого-гидродинамической модели Павловского месторождения. Карбонатные продуктивные отложения представлены известняками мелкокомковатыми, комковато-детритовыми с признаками кавернозности и трещиноватости, с включениями сульфатов. Граничные значения  $K_p$  и  $K_{пр}$  при определении ФЕС коллекторов составляют 7,5 % и 0,6 мД соответственно. В описании керна по данному объекту указано, что доломиты характеризуются повышенной плотностью, что позволяет учесть параметр  $\rho$  при формировании пустотного пространства.

Как и для терригенных коллекторов, для С1t выполнено два варианта расчета распределения  $K_{пр}$  в трехмерной модели, по стандартной методике по данным ГИС  $K_{пр} = 0,0084 * e^{0,5653 * K_{п}}$  и по разработанной методике для каждого из классов пористости. При построении трехмерного куба  $K_{пр}$  по стандартной методике диапазон изменения показателя составляет 0,42-208,4 мД при среднем значении – 17,5 мД, по разработанной методике коэффициент проницаемости изменяется в пределах 0,42-160,0 мД, при среднем значении – 19,9 мД. Сравнение схем распределений  $K_{пр}$  по площади залежи для изучаемых вариантов по объекту С1t приведено на рис. 4.7.

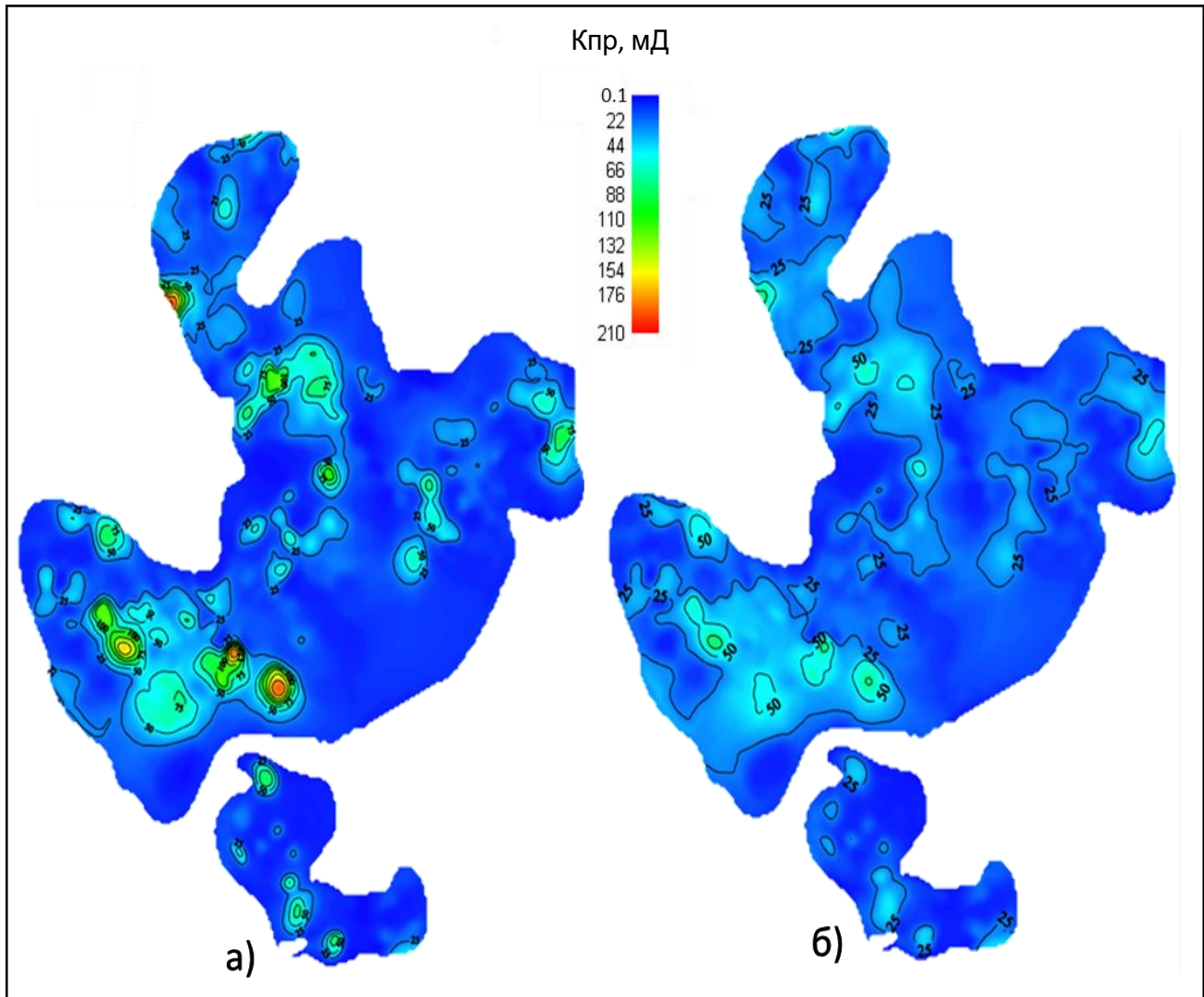


Рис. 4.7. Распределение  $K_{пр}$  по площади залежи: а) по данным ГИС; б) модифицированное по предложенной методике.

О характере суммарного отклонения добычи нефти рассматриваемых вариантов для отложений С1v Гондыревского и С1t Павловского месторождений можно судить по рис. 4.8, в котором рассмотрено изменение коэффициента корреляции между фактической и расчетной добычей нефти, в зависимости от величины накопленной добычи нефти по скважинам.

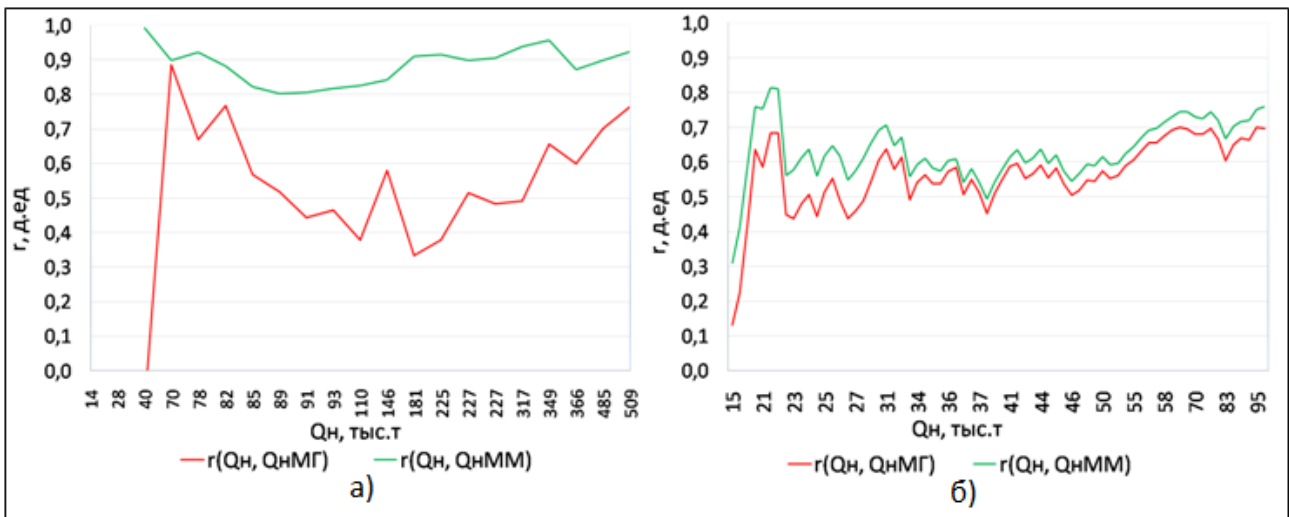


Рис. 4.8. Изменение значений парного коэффициента корреляции по накопленной добыче нефти высокодебитных скважин: а) для терригенных отложений C1v, б) для карбонатных отложений C1t.

Для отложений C1v на всем диапазоне значений накопленной добычи нефти по скважинам отмечается значительное превышение коэффициента корреляции полученного по авторской методике. Для отложений C1t отмечается незначительное превышение коэффициента корреляции по авторской методике, что, также, подтверждает ее работоспособность и для турнейских карбонатных коллекторов.

При сравнении результатов расчетов можно сделать вывод, что разработанная методика повышает качество построений гидродинамических моделей. При сравнении коэффициентов корреляции, вне зависимости от величины накопленной добычи нефти по скважинам, отмечается более высокое значение  $r$  при расчете по авторской методике.

Таким образом, лучшая сходимость расчетных и фактических значений добычи нефти на изучаемых объектах установлена для фильтрационных моделей с модифицированным кубом Кпр. Это дает основание утверждать, что разработанная методика повышает качество гидродинамического моделирования за счет модификации трехмерного распределения Кпр при создании гидродинамической модели на начальном этапе адаптации объекта разработки.

### **Основные результаты и выводы**

1. Проанализированы методики определения коэффициента проницаемости пласта, раскрыта проблема совместного использования значений Кпр (определенных разными методами) при гидродинамическом моделировании.
2. Рассмотрены и статистически проанализированы зависимости между Кп,  $\rho$  и Кпр и установлено их сложное взаимовлияние на величину Кпр.
3. Обоснована необходимость комплексного использования коэффициента пористости и объемной плотности пород для терригенных и карбонатных отложений Башкирского свода при прогнозировании коэффициента проницаемости.
4. Построены многомерные регрессионные модели прогноза коэффициента проницаемости, совместно учитывающие характеристики пористости и плотности пород для визейских терригенных и турнейских карбонатных отложений нефтегазовых месторождений Башкирского свода.
5. На основании разработанной методики созданы геолого-гидродинамические модели объектов разработки Гондыревского (C1v) и Павловского (C1t) нефтегазовых месторождений.

Разработанная автором методика прогнозирования  $K_{пр}$  по совокупности параметров  $K_{п}$  и  $\rho$  позволяет повысить качество построения трехмерных гидродинамических моделей как для терригенных визейских, так и для карбонатных турнейских отложений нефтегазовых месторождений Башкирского свода на начальном этапе адаптации фактических промысловых данных. Комплексное использование петрофизических характеристик пород при построении трехмерных геолого-гидродинамических моделей повышает их качество и обеспечивает лучшую достоверность оценки распределения остаточных извлекаемых запасов в объеме изучаемого объекта, что является важной задачей рациональной системы разработки нефтегазовых месторождений.

## СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

### Публикации в ведущих рецензируемых научных изданиях и в изданиях, приравненных к ним

1. Галкин В.И., Силайчева В.А. (Репина В.А) Разработка статистической модели прогноза коэффициента проницаемости по совокупности геологических и технологических показателей // Нефтепромысловое дело. 2013. №9. С. 10-12.
2. Галкин В.И., Репина В.А. Разработка статистической модели прогноза дебита нефти (на примере залежи пласта Тл2а одного из месторождений Башкирского свода) // Нефтяное хозяйство. - 2015. - № 11. - С. 111-113. **Scopus**
3. Галкин В.И., Пономарева И.Н., Репина В.А. Исследование процесса нефтеизвлечения в коллекторах различного типа пустотности с использованием многомерного статистического анализа // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – Т.15, № 19. – С. 145–154.
4. Репина В.А. Возможность учета плотности породы при моделировании проницаемости в геолого-гидродинамической модели нефтяных месторождений // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2017. – Т.16, № 2. – С. 104–112.
5. Репина В.А. Применение комплексного учета петрофизических характеристик при адаптации геолого-гидродинамических моделей (на примере визейской залежи Гондыревского месторождения нефти) / В.А.Репина, В.И.Галкин, С.В.Галкин // Записки Горного института. 2018. Т. 231. С. 268-274. DOI: 10.25515/PMI.2018.3.268. **Scopus, Web of Science**

### Публикации в других изданиях

6. Силайчева В.А. (Репина В.А) Прогнозирование значения проницаемости по совокупности данных гидродинамических и геолого-геофизических исследований (на примере Батырбайского месторождения // Нефтегазовое и горное дело. 2012. №3 С. 26-29.